Rapport d’accompagnement à la saisine de la demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l’heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones

7 juillet 2025

SOMMAIRE

1 Préambule 3

1.1 Contexte 3

1.2 Concertation 3

2 Synthèse des retours des acteurs et réponses de RTE 5

Annexe 1 Prise en compte des retours à la consultation 7

1 PREAMBULE

1.1 Contexte

La Commission européenne a publié le 14 mars 2023 plusieurs propositions ayant pour objet la modification des textes du droit de l'Union relatifs au marché intérieur de l'électricité. L'adoption du Règlement (UE) 2024/1747 modifiant le Règlement (UE) n°2019/943 (ci-après le « Règlement ») et de la Directive (UE) 2024/1711 modifiant la Directive (UE) n°2019/944, (ci-après la « Directive »), constitue une étape majeure de la réforme du « market design ».

Certaines dispositions du Règlement et de la Directive concernent plus spécifiquement RTE et les GRT.

Ainsi l'article 8, paragraphe 1 du Règlement dispose que les NEMO autorisent les acteurs du marché à échanger de l'énergie à une échéance aussi proche que possible du temps réel jusqu'à l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones et qu'à partir du 1er janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones, ou délai de neutralisation, devient 30 minutes avant le temps réel contre 60 minutes avant le temps réel aujourd'hui.

L'article 8, paragraphe 1bis du Règlement dispose entre outre que l'autorité de régulation concernée peut, à la demande du gestionnaire de réseau de transport, accorder une dérogation à l'exigence énoncée au paragraphe 1 jusqu'au 1er janvier 2029. Le gestionnaire de réseau de transport soumet la demande à l'autorité de régulation concernée. Ladite demande inclut :

- Une analyse d'impact, tenant compte des retours d'information des NEMO et acteurs du marché concernés, démontrant l'incidence négative d'une telle mesure sur la sécurité de l'approvisionnement dans le système électrique national, sur l'efficacité au regard des coûts, y compris en ce qui concerne les plateformes d'équilibrage existantes conformément au règlement (UE) 2017/2195, sur l'intégration des énergies renouvelables et sur les émissions de gaz à effet de serre ; et
- Un plan d'action visant à raccourcir l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones à 30 minutes avant le temps réel, au plus tard le 1er janvier 2029.

Ainsi, c'est sur le fondement de l'article 8 (1bis) du Règlement que RTE souhaite soumettre une demande de dérogation à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour une durée de 3 ans.

Le présent rapport synthétise les retours des acteurs sur la proposition de demande de dérogation soumise à consultation du 7 mai au 4 juin 2025.

1.2 Concertation

Dans le cadre de la Commission d'Accès au Marché (CAM) du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité (CURTE), RTE a organisé des sessions de concertation au sein du groupe de travail « PROG-MA » le 10 avril 2025 et du groupe de travail « RE » le 19 mai 2025.

La consultation publique s'est ensuite tenue du 7 mai au 4 juin 2025 auprès des acteurs des groupes de travail « PROG-MA » et « RE » de la CAM ainsi qu'au sein de la Commission pour le Fonctionnement de l'Accès aux Interconnexions (CFAI).

Conformément à l'article 8 (1bis) du Règlement, la consultation visait principalement à collecter les retours d'informations des NEMOs et des acteurs du marché concernés sur l'étude d'impact de la réduction du délai de neutralisation sur la sécurité de l'approvisionnement dans le système électrique

national, sur l'efficacité au regard des coûts, sur l'intégration des énergies renouvelables et sur les émissions de gaz à effet de serre.

Elle a également permis de rappeler le plan d'action pour atteindre la cible janvier 2029 déjà présenté en plénière CAM le 24 novembre 2024. RTE rappelle que les chantiers détaillés dans le plan d'action font par ailleurs l'objet de concertations dédiées auprès des acteurs concernés et de la CRE.

2 SYNTHESE DES RETOURS DES ACTEURS ET REPONSES DE RTE

Le détail des retours des acteurs est renseigné dans l'Annexe 1. La synthèse de ces retours et des réponses que RTE y apporte sont synthétisés ci-dessous. RTE répond en détail aux aspects concernant les justifications et la période de la demande de dérogation et invite les acteurs à poursuivre la concertation autour du plan de travail au sein des groupes de travail idoines.

Les acteurs se sont tout d'abord exprimés sur les motivations de la demande de dérogation.

L'ensemble des acteurs qui se sont exprimés estiment la demande de dérogation de RTE légitime.

Les acteurs de marchés reconnaissent en particulier que le raccourcissement du délai de neutralisation de 60 minutes à 30 minutes entraînera une transformation significative de l'approche de RTE dans la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau.

Les responsables d'équilibre (RE) soulignent par ailleurs que des évolutions récentes et à venir liées au cadencement des marchés au pas 15 minutes modifient en profondeur leurs pratiques et qu'ils ont donc besoin d'un délai d'adaptation pour se préparer, en complément, à une réduction du délai de neutralisation. Dans ces conditions, ils invitent RTE à ne pas présumer que les RE ne tireront pas partie de ces 30 minutes additionnelles.

RTE identifie en effet comme un risque le fait que les RE ne tirent pas pleinement parti de la réduction du délai de neutralisation en se basant sur les retours collectés auprès des RE dans la cadre du sondage lancé le 10 avril 2024 et dont les résultats ont été restitués lors du GT RE du 19 septembre 2024. Ainsi, 45% des répondants indiquaient que la réduction du délai de neutralisation de 1 heure à 30 minutes n'impacterait par leurs stratégies d'équilibrage. RTE insiste sur le fait que ce point est crucial car la réussite du modèle poursuivi au travers des règlementations européennes est conditionnée au fait que les RE arrivent les plus équilibrés possibles en entrée de la fenêtre opérationnelle.

RTE partage le besoin de suivre avec les acteurs l'efficacité des mesures règlementaires et le niveau de déséquilibre résiduel. RTE rappelle en revanche que l'analyse des causes des déséquilibres relève de la responsabilité des RE.

Les acteurs se sont ensuite exprimés sur la période de dérogation.

Certains acteurs invitent RTE à mettre en œuvre au plus vite la réduction du délai de neutralisation afin de bénéficier au plus vite des effets de la nouvelle réglementation. Un acteur reconnait néanmoins qu'un délai de 2 à 3 ans semble inévitable afin de stabiliser les outils et processus tout en demandant à RTE de repréciser les prérequis à la réduction du délai de neutralisation.

D'un point de vue équilibre offre demande, l'ensemble des mesures présentées participe à une mise en œuvre efficace de la nouvelle règlementation et l'ambition est de mettre en place les évolutions majeures d'ici fin 2027 avec en particulier la nouvelle méthode de dimensionnement de la *Frequency Restoration Reserve* (FRR) et la refonte du processus de contractualisation de la RR-RC. RTE estime néanmoins qu'un délai supplémentaire d'un an au-delà de fin 2027 est nécessaire afin de stabiliser les processus et les produits de marché afin de permettre au gisement de FRR de se développer.
En parallèle des adaptations nécessaires sur le volet équilibrage, RTE doit développer des leviers pour la gestion des congestions réseaux compatibles avec la nouvelle fenêtre opérationnelle qui ne seront mobilisables qu'à partir de janvier 2029.

Les évolutions nécessaires pour la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau nécessitent donc un report de la mise en œuvre de réduction de délai de neutralisation à janvier 2029.

Des acteurs préconisent, dans la mesure du possible, une harmonisation des demandes de dérogation adressées par les GRT aux régulateurs nationaux. Une mise en œuvre de la réduction du délai de neutralisation coordonnée entre GRT serait, selon eux, une piste intéressante à exploiter, à la fois pour garantir l'efficacité des coûts du projet et pour optimiser le travail des équipes, qui sont également mobilisées en parallèle pour mettre en œuvre d'autres projets. De plus, l'harmonisation des demandes de dérogation permettrait, également selon ces acteurs, de limiter à un nombre raisonnable les mises à jour nécessaires de modèles et outils de négociation des acteurs du marché.

RTE rappelle que les demandes de dérogation fondées sur l'article 8 (1bis) du Règlement sont accordées par les régulateurs nationaux. L'octroi de ces dérogations n'est donc pas réalisé de manière synchronisée au niveau européen.

RTE reconnait néanmoins l'intérêt de se coordonner avec les autres GRT afin d'offrir plus de visibilité aux acteurs de marchés et aux opérateurs de bourses afin de définir au plus tôt un planning de mise à jour des outils et process. Les GRT ont présenté à cet effet un état des lieux des demandes de dérogations lors du Market Coupling Consultative Group (MCCG) du 2 juin : mccg-supporting-document-2nd-June.pdf. Une vision par frontière des demandes de dérogations doit également être publiée sur le site de l'ENTSO-E courant juillet.

Enfin, les acteurs se sont exprimés sur le plan d'action proposée par RTE.

RTE partage le besoin émis par les acteurs d'être associés pleinement à la conception des mécanismes et solutions techniques afin d'identifier les options les plus efficaces à l'échelle du système, et de leur offrir une visibilité suffisante sur les modalités de mise en œuvre, afin qu'ils puissent adapter en conséquence le développement de leurs systèmes d'information :

-les travaux pour moderniser le mécanisme d'ajustement et le dispositif de programmation ainsi que ceux visant à améliorer la coordination avec les GRD font l'objet de concertation avec la CRE et les acteurs concernés ;

-les sujets en lien avec les incitations financières pour l'équilibrage des RE sont en cours d'instruction dans la concertation RE et feront aussi l'objet d'une consultation publique de la CRE au T4 2025. RTE partage le besoin d'apporter des éléments complémentaires en vue de la consultation publique organisée par la CRE ;

-RTE a déjà entamé la concertation concernant la nouvelle méthode de dimensionnement de la Frequency Restoration Reserve et prévoit de poursuivre celle-ci jusqu'à la fin 2025 ;

-RTE poursuit également les travaux déjà engagés avec les acteurs concernés afin de fiabiliser ses prévisions de consommation et de production.

ANNEXE 1 PRISE EN COMPTE DES RETOURS A LA CONSULTATION

Le document concerné par les retours des acteurs était le projet de demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet entre zones

Acteurs	Sujet et/ou chapitre concerné	Commentaires	Réponses de RTE
EDF	1. Cadre règlementaire de la présente demande de dérogation	EDF remercie RTE pour sa consultation sur son projet de demande de dérogation relative au délai de mise en œuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. EDF soutient le raccourcissement de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones de 1 heure à 30 minutes avant le temps réel, comme prévu par la réforme du Market Design de l'électricité (UE 2024/1747). Cette mesure permettra de disposer d'un prix de marché reflétant plus fidèlement la situation de l'équilibre offre-demande, et offrira aux acteurs du marché la possibilité de rééquilibrer leur portefeuille au plus proche du temps réel et de réoptimiser leurs programmes de manière plus efficace que ne pourrait le faire les GRT via les mécanismes d'équilibrage. Cette évolution est particulièrement pertinente dans un contexte de pénétration croissante des énergies renouvelables. Néanmoins, EDF souligne que la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes entraîne une transformation significative de l'approche de RTE de la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau. Elle conduira en particulier RTE à renoncer à l'utilisation des produits de type Réserve Complémentaire (ou Replacement Reserve en anglais) pour équilibrer le système électrique. Dès lors et bien qu'EDF appelle RTE à rester pleinement engagé dans la mise en œuvre de cette mesure, EDF comprend la demande de dérogation de RTE qui, conformément à l'article 8(1a) du règlement (UE) 943/2019, tel que modifié par la révision du Market Design, lui permettra de réaliser les adaptations nécessaires au passage à un délai de neutralisation à 30 minutes d'ici le 1er janvier 2029. EDF souhaite par ailleurs, faire les commentaires suivants sur l'Etude d'impact (§2) et le Plan d'action (§3) de cette consultation :	RTE communiquera prochainement dans le cadre du GT RR-RC les modalités de fin de contractualisation des produits de type Réserve Complémentaire qui ne seront par ailleurs plus considérés comme une réserve de remplacement telle que définie à l'article 160 du règlement SOGL après la déconnexion de RTE de TERRE.
EDF	2.2. Impact sûreté et coûts	Risque présumé de déséquilibres résiduels des RE en amont de la fenêtre opérationnelle Dans son analyse d'impact relative à la sureté et aux coûts, RTE exprime en premier lieu sa préoccupation quant aux déséquilibres résiduels des Responsables d'Équilibre (RE) en amont de la fenêtre opérationnelle (§ 2.2). Sur ce point EDF, recommande à RTE de : 1. Réaliser un diagnostic quantifié des causes des déséquilibres actuels puis engager une concertation pour définir et mettre en œuvre des solutions ciblant directement ces causes ; 2. Réaliser des retours d'expérience (REX) sur l'impact global des nouveaux leviers (Pas 15', 96G, …) mis à la disposition des RE pour améliorer l'équilibrage ; 3. Interroger les acteurs, ou assurer un suivi, afin d'évaluer leur capacité à mieux s'équilibrer grâce à ces nouveaux leviers.	RTE remercie EDF pour son retour. Dans son étude d'impact, RTE identifie comme un risque le fait que les RE ne tireraient pas pleinement parti des 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer en se basant sur les retours collectés auprès des RE dans la cadre du sondage lancé le 10 avril 2024 et dont les résultats ont été restitués lors du GT RE du 19 septembre 2024. Ainsi, 45% des répondants indiquaient que la réduction du délai de neutralisation de 1h à 30 minutes n'impacterait pas leurs stratégies d'équilibrage. Or, RTE rappelle que ce point est crucial car la réussite du modèle poursuivi au travers des règlementations européennes est conditionnée au fait

		EDF invite RTE à ne pas présumer que les RE ne tireront pas pleinement parti des 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer, et qu'il en découle l'imposition de coûts financiers supplémentaires.	que les RE arrivent les plus équilibrés possibles en entrée de la fenêtre opérationnelle. RTE partage sur le besoin de suivre avec les acteurs l'efficacité des mesures règlementaires (Pas 15', 96G) notamment sur le niveau de déséquilibre résiduel des RE dans le cadre de la concertation RE. En revanche, RTE rappelle que l'analyse des causes des déséquilibres relève de la responsabilité des RE. Enfin, en ce qui concerne la question de la possible imposition de coûts financiers supplémentaires, RTE rappelle que le dispositif du portage des coûts de réserves par les RE, concerté par ailleurs en GT RE et qui fera également l'objet d'une consultation publique de la CRE en T4 2025, prévoit que les coûts supplémentaires imposés aux RE soient proportionnels aux écarts constatés avec pour objectif in fine de réduire ces écarts.
EDF	3.2. Adapter progressivement la stratégie d'équilibrage et le modèle de sûreté de RTE 3.3. Moderniser le mécanisme d'ajustement et de programmation	**Portage et mise en œuvre du plan d'action par RTE** Le plan d'action expose ensuite les chantiers prioritaires que RTE doit conduire pour assurer l'équilibrage du système électrique (EOD) et garantir la sûreté du réseau (RSO). Parmi les dispositions envisagées, EDF considère celles répondant aux besoins propres de RTE particulièrement sensibles : • Renforcement des outils, des processus et du modèle de sûreté (§3.2). • Evolution du mécanisme d'ajustement et de programmation pour intégrer davantage de flexibilité, notamment pour les énergies renouvelables, et fiabiliser les prévisions (§3.3). • Sécurisation des capacités transfrontalières pour les activations via MARI nécessitant de renforcer la coordination avec les GRD pour une gestion plus efficace des congestions réseau d'ici 2029 (§3.6). Ces chantiers structurants nécessitent que RTE mobilise l'ensemble des moyens nécessaires pour garantir leur aboutissement et leur fiabilité. Leur non-réalisation ne saurait justifier un transfert accru des coûts assurantiels vers les acteurs du système. Compte tenu de leur impact potentiel, il est essentiel (i) d'associer pleinement les acteurs à la conception des mécanismes et solutions techniques afin d'identifier les options les plus efficaces à l'échelle du système, et (ii) de leur offrir une visibilité suffisante sur les modalités de mise en œuvre, afin qu'ils puissent adapter en conséquence le développement de leurs systèmes d'information et automatismes.	RTE remercie EDF pour ces retours. RTE est pleinement mobilisé dans la mise en œuvre de cette mesure et partage sur le besoin d'associer les acteurs concernés aux chantiers présentés dans la feuille de route ainsi que sur leur planning de mise en œuvre. Ainsi, les travaux pour moderniser le mécanisme d'ajustement et le dispositif de programmation ainsi que ceux visant à améliorer la coordination avec les GRD font l'objet de concertation avec la CRE et les acteurs concernés. Le dispositif du portage des coûts de réserves par les RE, concerté par ailleurs en GT RE et qui fera également l'objet d'une consultation publique de la CRE en T4 2025, prévoit que les coûts supplémentaires imposés aux RE soient proportionnels aux écarts constatés avec pour objectif in fine de réduire ces écarts. Cette approche permet ainsi de distinguer ce qui relève des coûts liés aux écarts constatés des RE des coûts assurantiels.
EDF	3.1 Développer les gisements compatibles avec une réduction de la fenêtre opérationnelle	**Développement des gisements mFRR** EDF accueille favorablement les propositions formulées par RTE (§3.1) concernant la refonte du processus de contractualisation des réserves mFRR/RR (RR-RC), lesquelles s'inscrivent dans le cadre de la mise en œuvre des dispositions européennes relatives au marché de l'électricité. EDF considère que le calendrier envisagé par RTE pour le lancement des nouveaux appels d'offres mFRR, à la hausse comme à la baisse, demeure ambitieux. Comme l'indique RTE, les volumes disponibles lors de ces lancements devraient rester limités.	RTE remercie EDF pour ces retours. RTE rappelle que les travaux et le calendrier envisagé pour le lancement de l'appel d'offre du processus de contractualisation des réserves mFRR/RR (RR-RC) sont consultés avec les acteurs et la CRE. L'objectif est de lancer les nouvelles modalités des appels d'offres mFFR au plus tôt afin de laisser un délai suffisant à ces nouveaux

		Concernant l'arrêt du mécanisme Réserve Complémentaire historique, il convient de donner de la visibilité aux acteurs en vue de leur permettre d'étudier l'impact économique sur leurs actifs. Par ailleurs, EDF demande à RTE davantage de transparence, notamment sur la méthode de dimensionnement qui sera appliquée dès le lancement de ces nouveaux appels d'offres mFRR.	gisements pour émerger avant janvier 2029. RTE rappelle que pour le poduit de mFRR hausse, le remplacement des produits historiques par les produits refondus se fera de manière progressive et que les produits historiques coexisteront avec les produits refondus après le démarrage des nouveaux appels d'offre. RTE prend note du besoin de communiquer sur les modalités de la fin de contractualisation de la RC historique et communiquera prochainement ces éléments en GT RR-RC. RTE prend également note du besoin de transparence sur la nouvelle méthode de dimensionnement de la *Frequency Restoration Reserve,* qui sera présentée prochainement en GT RR-RC.
EDF	2.2. Impact sûreté et coûts 3.5. Inciter les RE à être mieux équilibrés en entrée de la fenêtre opérationnelle 3.7. Calendrier de mise en oeuvre de la feuille de route équilibrage et réseau	**Portage du coût de contractualisation des réserves FRR par les RE** EDF s'oppose à la proposition de RTE visant à transférer des utilisateurs réseau aux RE une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage (§2.2) présentée sous forme d'incitation financière (§3.5 et §3.7). En effet, une telle mesure ne tient pas compte des spécificités actuelles du système électrique, ni des efforts déjà fournis par les RE pour contribuer à son bon fonctionnement. La définition des besoins en réserve d'équilibrage relève de la responsabilité du gestionnaire de réseau, en lien direct avec la structure du mix énergétique (capacité des moyens à contribuer à l'équilibrage, prévisibilité des EnR, nature des aléas, etc.) et les règles d'accès au marché (obligations de programmation, incitations à l'équilibrage, participation des nouveaux actifs, etc.). Il est à noter que les besoins en aFRR augmentent déjà, indépendamment de la réduction du délai de neutralisation prévue pour 2029. Par ailleurs, on notera que les réserves secondaires sont principalement mobilisées pour corriger des déviations de fréquence liées aux pas de marché (DFDs). Ces déséquilibres ne relèvent pas de la responsabilité des responsables d'équilibre (RE), qui ne peuvent les éviter. Par conséquent, le coût des réserves contractées pour y faire face ne devrait pas leur être imputé. Selon le code de l'Energie, c'est au gestionnaire de réseau qu'incombe la responsabilité de l'exploitation du système électrique. EDF considère donc que le coût des réserves doit être supporté par RTE, qui dispose de la vision d'ensemble et des leviers nécessaires pour en assurer une gestion optimale. Transférer ces coûts aux RE risquerait assurément de réduire les incitations de RTE à optimiser le dimensionnement des réserves et à adapter les règles de marché. Les RE, de leur côté, sont déjà fortement incités à équilibrer leur périmètre, notamment via le prix de règlement des écarts, renforcé depuis 2023 par l'activation au merit order du réglage secondaire de fréquence. Par ailleurs, faire porter aux RE un coût additionnel, incertain et difficilement prévisible, entraînerait une hausse des prix pour les consommateurs, les fournisseurs intégrant une prime de risque dans leurs offres. Ce surcoût serait mécaniquement plus élevé qu'un financement via le	RTE remercie EDF pour ces retours. RTE prend note des retours d'EDF. Le sujet est en cours d'instruction dans la concertation RE et fera aussi l'objet d'une consultation publique de la CRE au T4 2025. RTE partage sur le besoin d'apporter des éléments complémentaires en vue de la consultation publique organisée par la CRE.

		TURPE, car RTE disposant des leviers supporterait des coûts moindres in fine. Le fait de ne pas faire porter ces risques et coûts aux RE minimise ainsi les coûts pour l'ensemble du système électrique. Enfin, plusieurs évolutions récentes du marché (pas de 15 minutes, généralisation des guichets, nouveaux indicateurs de programmation) modifient profondément les pratiques des RE. Il serait prématuré d'ajouter une contrainte financière supplémentaire sans avoir évalué les effets de ces changements.	
ENGIE	Equilibrage préventif de RTE	Même si RTE concentre ses actions d'équilibrage sur la fenêtre opérationnelle (actuellement deux heures avant le temps-réel), des actions sont néanmoins aussi initiées en amont, sur base d'analyses prévisionnelles du déséquilibre France et de son évolution. L'action de RTE est alors potentiellement antérieure à la constatation du déséquilibre, et préventive plutôt que curative. Nous comprenons que ce modèle d'équilibre n'est pas remis en cause ici. Ces analyses prévisionnelles nécessitent une vision anticipée fine et fiable, notamment de la Production. ENGIE est convaincu que les évolutions entreprises et reprises ci-dessous participent à fiabiliser ce processus : -Généralisation de la programmation des actifs de Production : l'actuelle obligation de programmation (PA RTE) des actifs connectés au réseau de Transport est renforcée par deux autres mesures : -Obligation de programmation (PA RTE) pour les sites de production de plus de 10 MW (cf. loi DDADUE). -Application plus stricte de l'obligation de programmation pour les moyens de Production connectés au réseau de Distribution (actifs non marginaux de plus de 1MW). Sur ce dernier point, ENGIE déplore néanmoins un manque d'harmonisation entre programmes destinés à RTE et programmes destinés aux GRD. -Possibilité de mise à jour des programmes plus près du temps réel grâce au passage à 96 guichets de programmation (Projet 96G), qui permettra aux acteurs, dès 2026, de mettre à jour leurs programmes de production au plus 1 heure 15 avant le temps réel contre 2 heures aujourd'hui. Ces mises à jour sont cruciales pour prendre en compte au plus tôt les aléas de production ou les nouvelles prévisions météorologiques (même si 1 heure 15 pour des actifs de Production renouvelable reste une durée bien trop longue pour une programmation fiable. Le passage à un DN de 30 minutes reste nécessaire). -Mise en place d'outils pour fiabiliser les programmes de Production par le biais d'indicateurs de fiabilité - avant tout pédagogique - mais qui devraient aider les acteurs à affiner la précision de leurs programmes en se positionnant par rapport au niveau moyen de leur filière. ENGIE salue au passage l'approche pédagogique et informative plutôt que punitive. ENGIE constate que les mesures portent essentiellement sur la filière Production. C'est effectivement une contribution essentielle des déséquilibres FR, mais ne doit-on pas regarder également la partie Consommation, même si les mesures sont surement plus complexes à mettre en oeuvre que sur la partie production, du fait de l'absence de nomination (en France). Des questions se posent notamment sur l'origine des écarts de consommation, sujet somme toute assez opaque (mauvaise prévision RTE et/ou RE, recalage imparfait des prévisions, non prise ne compte d'éléments connus à l'avance, etc...). Les consommations ont en outre l'ambition de devenir plus pilotable, et donc moins prédictibles vu de RTE. Ce sujet ne va-t-il pas devenir clef ?	RTE remercie ENGIE pour ces retours. Le plan d'action proposé doit permettre à RTE de limiter les actions d'équilibrage avant la fermeture des guichets infrajournaliers grâce notamment au développement d'un gisement de réserve à délai de mobilisation rapide mobilisable par RTE au sein de la fenêtre opérationnelle. RTE rejoint les retours d'ENGIE sur l'importance de disposer de prévisions de productions et de consommations fiables. C'est pourquoi, comme présenté lors de la Commission d'accès au marché du 24/11/24, RTE travaille : -sur la programmation en concertation avec les acteurs pour : *Mener une analyse complète sur la fiabilité des programmes reçus, a minima sur le périmètre des acteurs obligés du RPT et travailler à la fiabilisation de ces programmes *Requestionner avec les GRD la construction des programmes agrégés en termes de fréquence de re déclaration, de granularité de la programmation et de périmètre de données *Travailler entre GRT et GRD sur la complétude et la fiabilité des programmes transmis par les acteurs *Renforcer la coopération avec les GRD sur ce qui n'est pas programmé (ex : données de consommation réalisées à la maille du transformateur, observabilité sur le PV BT) -sur ses modèles de prévisions de consommation en améliorant les performances des prévisions actuelles de production et consommation à diverses échéances et mailles géographiques.

		Dans une moindre mesure, les batteries RPD échappent également aux obligations de programmation. Pour autant, cette filière est amenée à se développer dans les prochaines années et à impacter les prévisions d'injection/soutirage sur le réseau.	
ENGIE	Position équilibrée des RE en entrée de fenêtre opérationnelle	En France, tout élément d'injection ou de soutirage sur le système électrique doit être rattaché au périmètre d'un RE. Ces RE sont responsables financièrement des écarts sur leur périmètre : c'est le prix de règlement des écarts qui véhicule les incitations à l'équilibre : -Les écarts pris en compte sont les écarts constatés a posteriori, lors de la comptabilisation des bilans en énergie de chaque RE. Ils ne correspondent pas uniquement aux écarts en entrée de fenêtre opérationnelle mais englobent de facto les écarts liés aux aléas ou changements de conditions extérieures survenus dans la fenêtre opérationnelle. Une part de ces écarts est donc indépendante des RE et de leur bonne connaissance de la production et/ou de la consommation de leur portefeuille. -La construction du prix de règlement des écarts est faite de sorte à inciter les acteurs à engager, la veille pour le lendemain et en infra-journalier, les actions nécessaires à l'équilibrage de leur périmètre ou du système électrique, plutôt que de laisser RTE le faire via le MA ou les Services Système. Cela contribue à réduire les d'actions de rééquilibrage de RTE dans la fenêtre opérationnelle. RTE souhaite néanmoins inciter davantage les RE à arriver équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle et envisage un nouveau levier financier consistant à associer les RE « responsables » d'une augmentation des réserves au portage du coût de ces réserves. ENGIE s'est prononcé contre cette nouvelle mesure dans sa réponse à consultation du 13 mai 2025. Les éléments de synthèse sont repris ci-dessous : 1.ENGIE s'est toujours positionné pour une séparation claire entre la capacité d'équilibrage (financée par le TURPE) et l'énergie d'équilibrage (financée par les RE). 2.L'incitation des RE à équilibrer leur périmètre passe par le mécanisme des Ecarts. S'il est démontré que ce mécanisme est perfectible ou que l'incitation est insuffisante, une démarche d'évolution doit être initiée et concertée. 3.Un transfert des couts de capacité ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres au plus proche du temps réel. On ne peut pas pénaliser (au-delà des écarts) sans leur donner les moyens d'agir. L'approche centralisée et proactive de RTE n'est aujourd'hui pas compatible. 4.Ce transfert, s'il est confirmé, ne pourrait dans tous les cas intervenir avant l'année 2030 (base DN 30') 5.Si un cout de capacité devait être porté par les RE, ce ne pourrait être que pour les seules capacités de mFRR, et au-delà du seuil fixé pour couvrir un aléa dimensionnant, soit actuellement 1 000 MW. 6.Si une part des couts de capacité mFRR devait être portée par les RE, alors les coûts à la hausse devraient être répartis proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens négatifs, et les coûts de mFRR à la baisse proportionnellement à l'ensemble des écarts RE dans le sens de la tendance et de sens positifs. En outre, ce nouveau levier crée inévitablement une forte incertitude pour les RE, dont le montant ne sera connu qu'en M+12, liée à une forte volatilité des prix de contractualisation (cf. volatilité des prix de contractualisation aFRR). Les briques de risque liées aux écarts seront fortement impactées par ce dispositif et se retrouveront in fine supportées par le consommateur.	RTE remercie ENGIE pour ces retours. RTE prend note des retours d'ENGIE. Le sujet est en cours d'instruction dans la concertation RE et fera aussi l'objet d'une consultation publique de la CRE au T4 2025. RTE partage sur le besoin d'apporter des éléments complémentaires en vue de la consultation publique organisée par la CRE.

		Concernant les informations publiées par RTE, les publications relatives à l'état d'équilibre du réseau électrique fournissent une information capitale pour les RE pour l'équilibrage de leur portefeuille. Ces informations, déjà largement partagées par RTE doivent néanmoins gagner en fiabilité. Parmi les informations manquantes, nous notons : -Un suivi temps réel de la Production réalisée, par filière, comparée aux prévisions de Production J+1/IJ. Cette information existe sauf erreur uniquement pour la consommation. Cette donnée nous serait utile pour visualiser la tendance nationale et ajuster nos programmes. -Des messages d'alerte relatifs au manque d'offres plus explicites. En l'état, ils ne nous permettent pas de savoir si l'alerte porte sur un déséquilibre avéré à venir ou si l'alerte porte sur un risque de manque d'offre activables dans la fenêtre opérationnelle dans le cas où le système se déséquilibre dans l'une ou l'autre des directions. Ces messages pourraient être plus précis et donner plus d'indications aux RE. Enfin, ENGIE approuve les dispositions de l'article 175 de la loi de finances pour 2025, paragraphe IV. A, maintenant le versement de la prime prix négatifs indépendamment de la production de l'installation lorsque le prix Spot est négatif et compris dans la zone dite « tampon » correspondant à l'intervalle [- 0,1 €/MWh ; 0 €/MWh[. Cette modalité « technique », encore à fixer par arrêté, devrait permettre de réduire les déséquilibres « artificiels » mais potentiellement significatifs induits par un mauvais alignement entre les incitations RE (prix des écarts) et Producteur (binaire, en fonction du signe du prix Spot).	
ENGIE	Rééquilibrage par RTE au sein de la fenêtre opérationnelle	ENGIE approuve les évolutions ci-dessous qui devraient accroitre considérablement le gisement de flexibilité offert au réseau : -Loi DDADUE 2, publiée au Journal Officiel le 2 mai : obligation de participation au MA pour les actifs de production de plus de 10 MW installés. La situation est donc en pleine mutation : aucun actif ENR n'était proposé au MA il y a moins d'un an, occasionnant des manques de flexibilité critiques à la baisse lors des épisodes de forte production ENR. 1000 MW sont désormais offerts sur le RPD (éolien/PV), et une participation totale est attendue à compter de 2026 (étalée sur 2026-2027 pour le cas ENGIE). -Loi de Finance 2025, art 175, §3 : participation autorisée au MA des actifs de production onshore sous Obligation d'Achat (ce qui correspond par voie de conséquence à une obligation de participation de ces actifs). -Participation facilitée des petites EDA (jalon MA10), permettant une participation facilitée, notamment des nouveaux actifs ENR, sans obligation d'une agrégation qui pouvait être perçue comme un frein. En complément, RTE veille à se doter de leviers de plus en plus utilisables dans la fenêtre opérationnelle, avec notamment davantage de produits à CUO dits « utiles » pour le système : -Nouveaux produits capacitaires de mFRR (DMO 12,5 minutes), contractés par blocs d'1 heure, à la hausse et à la baisse, ouverts aux filières ENR. Ces nouveaux produits garantissent des volumes dans chaque direction, activables en continu dans la fenêtre opérationnelle (et non uniquement sur aléa comme aujourd'hui). -Nouveau produit standard d'activation MARI, dès 2026 en Scheduled Activation, et en 2028 pour le Direct Activation. ENGIE met néanmoins en garde contre les contraintes et règles complexes que RTE souhaite mettre en oeuvre sur la livraison du produit MARI, qui pourraient nuire à la liquidité	RTE remercie ENGIE pour ces retours. ENGIE souligne que les mesures proposées par RTE pour développer le gisement de leviers disponibles, en particulier décarbonés, devraient permettre à RTE de disposer de moyens suffisants pour s'équilibrer au sein de la fenêtre opérationnelle. En effet, RTE accompagne depuis plusieurs années l'insertion des énergies renouvelables dans le mix énergétique et a entamé, avant l'entrée en vigueur de la réforme des marchés de l'électricité, des chantiers visant à faire émerger des moyens d'équilibrage plus flexibles en particulier décarbonés.

		de ce marché. Ces flexibilités pourraient opter pour une mise à disposition sur le MA avec CUO moins favorables pour le système. Une offre moins importante sur MARI contraindra en outre le besoin exprimable par RTE sur cette plateforme. -Incitation régulière de RTE auprès des acteurs pour inciter à soumettre des offres à CUO utiles pour le système, en rappelant notamment que les DMO supérieurs à 20' seraient bientôt peu utilisables (cf. fenêtre opérationnelle) ainsi que les DOmin supérieurs à 15' (cf. cadencement 15' de l'équilibrage, nouveaux produits de marché 15'). Enfin, une nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR est en cours (appliquée pour l'aFRR dès juillet 2025, à venir pour mFRR), avec l'adoption d'une approche davantage probabiliste (centiles 1% et 99% du déséquilibre historique), qui devrait permettre à RTE de dimensionner au mieux son besoin de réserves aFRR et mFRR. Dans sa réponse à consultation sur l'Accord de bloc RFP de mars 2025, ENGIE approuve la nouvelle méthode en préconisant néanmoins quelques ajustements (composanteadditionnelle type « éclipse », lissage plus important peut néanmoins cacher un profilage réel du besoin). RTE accroit considérablement ses leviers d'équilibrage dans la fenêtre. Le risque de manque d'offre devrait rapidement se réduire.	
ENGIE	Période de dérogation	En termes de planning, un décalage de 2 à 3 ans semble difficilement évitable : même s'il semble que les changements les plus importants pourraient être apportés avant la fin du quatrième trimestre 2027 (hors MARI-DA mais est-ce un prérequis GCT30 ?), ENGIE partage néanmoins l'importance d'une phase de stabilisation des process et outils une fois les évolutions apportées.	RTE remercie ENGIE pour ces retours. D'un point de vue équilibre offre demande, l'ensemble des mesures présentées participe à une mise en œuvre efficace de la nouvelle règlementation et l'ambition est de mettre en place les évolutions majeures d'ici fin 2027 et en particulier la nouvelle méthode de dimensionnement de la FRR ainsi que la refonte du processus de contractualisation de la RR-RC. RTE estime néanmoins qu'un délai supplémentaire d'un an au-delà de fin 2027 est nécessaire afin de stabiliser les processus, comme souligné par ENGIE, et les produits de marché afin de permettre au gisement de FRR de se développer. En parallèle des adaptations pour la gestion des congestions s'avèrent nécessaires et elles ne seront pas opérationnelles avant janvier 2029. RTE doit en effet développer des leviers pour la gestion des congestions réseaux compatibles avec la nouvelle fenêtre opérationnelle qui ne seront mobilisables qu'à partir de janvier 2029. Les évolutions nécessaires pour la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau nécessitent un report de la mise en œuvre de la GCT 30 minutes à janvier 2029.

EPEX SPOT		EPEX SPOT vous remercie de donner aux parties prenantes la possibilité de présenter leurs avis sur la demande de dérogation de RTE à la mise en œuvre de fermeture des guichets infrajournaliers entre zones 30 minutes avant le temps réel. Nous constatons que des demandes similaires ont été également formulées par quelques autres GRT européens – Elia, Energinet, SvK et BCAB – et nous comprenons que les nouvelles obligations réglementaires les obligent à réaliser préalablement des adaptations nécessaires. C'est pourquoi nous avons fait le choix de fournir une réponse générique à cette consultation pour encourager une coopération entre les GRT pour respecter la nouvelle réglementation européenne. Une GCT plus courte contribue à la transition énergétique et crée plus d'opportunités de négociation Dans l'ensemble, les bienfaits de la mise en place d'une GCT de 30 minutes sont clairs. Ainsi, nous supposons que nos membres et d'autres acteurs de marché pourront mettre en avant la possibilité de maximiser les opportunités de négociation. Ces acteurs étant les mieux placés pour approfondir cette réflexion, nous nous permettons de nous concentrer sur d'autres aspects dans notre réponse. EPEX SPOT fait confiance à l'évaluation de RTE En tant que NEMO, il ne nous appartient pas d'évaluer le niveau de sécurité d'approvisionnement national. Il est clair que nous devons tendre vers l'efficacité des coûts et l'intégration des énergies renouvelables. EPEX SPOT comprend parfaitement que la mise en place de nombreux projets simultanément est un grand défi pour les GRT. Ainsi, nous apprécions la priorisation d'un certain nombre de projets avant la mise en place de la GCT de 30 min afin de garantir la robustesse de l'ensemble du système électrique. Réduire le temps de dérogation afin de limiter des effets négatifs Si le raisonnement permettant l'établissement d'une demande de dérogation semble légitime, le délai et la durée de dérogation devraient être réduits autant que possible afin de limiter de possibles conséquences négatives sur le marché de l'électricité, la transition énergétique et la rentabilité globale du projet. Il est probable qu'à cause du délai supplémentaire, les bénéfices de la réduction du délai de neutralisation ne seront visibles qu'à un stade ultérieur du projet, ce qui pourrait même provoquer de nouveaux retards. Appel à la synchronisation/harmonisation entre les GRT dans leurs demandes de dérogation En tant que NEMO, EPEX SPOT préconise dans la mesure du possible une harmonisation de demandes de dérogation. La réalisation du projet à travers plusieurs vagues de groupes de bidding zones pourrait être une piste intéressante à exploiter, à la fois pour garantir l'efficacité des coûts du projet et pour optimiser le travail des équipes, qui sont également mobilisées en parallèle pour mettre en œuvre d'autres projets. De plus, l'harmonisation des demandes de dérogation permettrait de limiter à un nombre raisonnable les mises à jour nécessaires de modèles et outils de négociation des acteurs du marché. Même si la demande de dérogation maximale est fixée au 1er janvier 2029, EPEX SPOT est déjà aujourd'hui en état de mettre en œuvre cette nouvelle obligation et pourra l'appliquer dès que les GRT seront prêts. Toutefois, nous rappelons qu'il est plus efficace de proposer des solutions et des calendriers communs.	RTE remercie EPEX SPOT pour ces retours. RTE est pleinement engagé dans la mise en œuvre du délai de neutralisation à 30 minutes et note qu'EPEX SPOT est déjà en état de mettre en œuvre cette nouvelle règlementation. Néanmoins, les chantiers à mener afin de réduire le délai de neutralisation nécessitent un délai de 3 ans pour les raisons détaillées ci-dessus dans les réponses aux retours d'ENGIE sur la période de dérogation. L'étude d'impact montre par ailleurs qu'une implémentation prématurée de cette mesure présenterait des risques pour la sureté du système ainsi que des impacts économiques négatifs. RTE rappelle que les dérogations fondées sur l'article 8 (1bis) du Règlement sont accordées par le régulateur national. L'octroi de ces dérogations n'est donc pas réalisé de manière synchronisée au niveau européen. RTE reconnait néanmoins l'intérêt de se coordonner avec les autres GRT afin d'offrir au plus vite de la visibilité aux acteurs de marchés et aux opérateurs de bourses afin de définir au plus tôt un planning de mises à jour des outils et process. Les GRT ont présenté à cet effet un état des lieux des demandes de dérogations lors du MCCG (Market Coupling Consultative Group) du 2 juin. Une vision par frontière des demandes de dérogations doit également être publiée sur le site de l'ENTSO-E courant juillet.

Energy Traders Europe	Main messages	We support the switch from 1 hour to 30 minutes for the intraday cross-zonal gate closure time (IDCZGCT) before real-time. It furthers trading liquidity, efficiently utilises resources between bidding zones, better balances surpluses and shortages caused by changing weather conditions and fosters the integration of renewable assets in a cost-effective manner. Therefore, it is crucial to maximize trading opportunities via access to a liquid market as close as possible to the time of delivery of the electricity. During the Electricity Market Design reform, we also advocated that this can be set even closer in the future to match other measures bringing operations and market functioning closer to real-time (Imbalance Settlement Period 15 minutes and Day-Ahead 15 minutes Market Time Unit). We caution against too many derogations further delaying the implementation of EU Regulation and invite TSOs, including RTE, to implement at the earliest possible.	RTE remercie Energy Traders Europe pour ces retours. RTE est pleinement engagé dans la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes. Néanmoins, les chantiers à mener afin de réduire le délai de neutralisation nécessitent un délai de 3 ans pour les raisons détaillées ci-dessus dans les réponses aux retours d'ENGIE sur la période de dérogation. L'étude d'impact montre qu'une implémentation prématurée de cette mesure présenterait des risques pour la sureté du système ainsi que des impacts économiques négatifs.
Energy Traders Europe	Overall document feedback	We recognise RTE's reasons for delaying the implementation of IDCZCGT 30 minutes, nonetheless, we encourage a good implementation as soon as possible and as quickly as possible. Should there be a derogation granted, transparency in RTE's data publication needs to increase by the new date at the latest, for example, on bids activated and sectoral demand consumption by usage. We caution against introducing new specific products or cost allocation changes during the derogation that do not align with the upcoming switch.	RTE remercie Energy Traders Europe pour ces retours. RTE est pleinement engagé dans la mise en œuvre de la réduction de la fenêtre opérationnelle et propose un plan d'actions en phase avec les règlementations européennes en vigueur.
Energy Traders Europe	Cross-border coordination	We urge that the process be well coordinated with neighbouring TSOs and NEMOs for a harmonised implementation. We encourage TSOs and NEMOs to align themselves when considering derogation requests to facilitate and accelerate the benefits of a 30-minute gate closure time. In a situation where different TSOs would be ready as of, for example, March 2027, the benefits can be considered as being higher compared to a situation where one or more borders would stay longer with an ID CZ GCT at T-60' because of the non-readiness/requested derogation of the neighbouring TSO. To our knowledge, that would probably be the case for the BE-FR border because of the FR border (derogation for January 2029 compared to March 2027 for Belgium). While other borders would be ready to go live at the same time as the derogation request proposed by Elia)	RTE remercie Energy Traders Europe pour ces retours. RTE rappelle que les dérogations fondées sur l'article 8 (1bis) de l'electricty regulation sont accordées par le régulateur national. L'octroi de ces dérogations n'est donc pas réalisé de manière synchronisée au niveau européen. Il est donc possible que certains GRT soient prêts à implémenter la nouvelle règlementation avant d'autres. RTE reconnait néanmoins l'intérêt de se coordonner avec les autres GRT afin d'offrir au plus vite de la visibilité aux acteurs de marchés et aux opérateurs de bourses afin de définir au plus tôt un planning de mise à jour des outils et process. Les GRT ont présenté à cet effet un état des lieux des demandes de dérogations lors du MCCG (Market Coupling Consultative Group) du 2 juin. Une vision par frontière des demandes de dérogations doit également être publiée sur le site de l'ENTSO-E courant juillet.
Energy Traders Europe	BRPs	On RTE's analysis about Balancing Responsible Parties not benefiting fully from the switch, we offer this perspective. The Imbalance Settlement Period has already shifted to 15 minutes for BRPs. From an operational point of view, a shorter gate closure time can have positive effects. If market	RTE remercie Energy Traders Europe pour ces retours. RTE partage l'analyse d'Energy Traders Europe : si les RE tirent parti de la réduction du délai de neutralisation pour arriver mieux

		parties succeed in leveraging the gate closure time closer to real time to reduce imbalance, fewer balancing actions might be required to be activated by RTE, resulting in more cost-effective system operations.	équilibrés en entrée de fenêtre opérationnelle, il en résultera en théorie un besoin moindre d'activation par le GRT au sein de la fenêtre opérationnelle. Ce que RTE pointait du doigt dans son analyse était le risque que les RE ne tirent justement pas bénéfice de ces 30 minutes supplémentaires pour s'équilibrer. RTE se basait ainsi sur les résultats d'une enquête menée auprès des RE comme détaillée dans la réponse aux retours d'EDF sur l'étude d'impact.
UFE		L'UFE remercie RTE pour sa consultation sur son projet de demande de dérogation relative au délai de mise en oeuvre de la modification de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones. Les acteurs de marché au sein de l'UFE soutiennent le raccourcissement de l'heure de fermeture du guichet infrajournalier entre zones de 1 heure à 30 minutes avant le temps réel, comme prévu par la réforme du Market Design de l'électricité (UE 2024/1747). Celui-ci permettra de disposer d'un prix de marché reflétant plus fidèlement la situation de l'équilibre offre-demande, et offrira aux acteurs du marché la possibilité de rééquilibrer leur portefeuille au plus proche du temps réel et de réoptimiser leurs programmes de manière plus efficace que ne pourraient le faire les GRT via les mécanismes d'équilibrage. Cette évolution est particulièrement pertinente dans un contexte de pénétration croissante des énergies renouvelables. Néanmoins, soulignent que la réduction du délai de neutralisation (DN) à 30 minutes entraîne une transformation significative de l'approche de RTE de la gestion de l'équilibrage et des congestions de réseau. Elle conduira en particulier RTE à renoncer à l'utilisation des produits de type Réserve Complémentaire (ou Replacement Reserve en anglais) pour équilibrer le système électrique. Dès lors, et bien que les acteurs de marché au sein de l'UFE appellent RTE à rester pleinement engagé dans la mise en oeuvre de cette disposition, ils soutiennent la demande de dérogation de RTE qui, conformément à l'article 8(1a) du règlement (UE) 943/2019, tel que modifié par la révision du Market Design, lui permettra de réaliser les adaptations nécessaires au passage à un délai de neutralisation à 30 minutes d'ici au plus tard le 1er janvier 2029. Les acteurs de marché au sein de l'UFE souhaitent par ailleurs faire les commentaires suivants sur l'Etude d'Impact (§2) et le Plan d'action (§3) de cette consultation :	RTE remercie l'UFE pour son retour. RTE communiquera prochainement dans le cadre du GT RR-RC les modalités de fin de contractualisation des produits de type Réserve Complémentaire qui ne seront par ailleurs plus considérés comme une réserve de remplacement telle que définie à l'article 160 du règlement SOGL après la déconnexion de RTE de TERRE.
UFE	Risque présumé de déséquilibres résiduels des RE en amont de la fenêtre opérationnelle	Dans son analyse d'impact relative à la sureté et aux coûts, RTE exprime en premier lieu sa préoccupation quant aux déséquilibres résiduels des Responsables d'Équilibre (RE) en amont de la fenêtre opérationnelle (§ 2.2). Sur ce point les acteurs de marché au sein de l'UFE, recommandent : 1.Que RTE réalise un diagnostic quantifié des causes des déséquilibres actuels puis engage une concertation pour définir et mettre en oeuvre des solutions ciblant directement ces causes; 2.Que RTE réalise des retours d'expérience (REX) sur l'impact global des nouveaux leviers (Pas 15', 96G, …) à la disposition des RE pour améliorer l'équilibrage ; 3.Que RTE interroge les acteurs, ou assure un suivi, afin d'évaluer leur capacité à mieux s'équilibrer grâce à ces nouveaux leviers. Ils invitent RTE à ne pas présumer que les RE ne tireront pas pleinement parti des 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer, et qu'il en découle l'imposition de coûts financiers supplémentaires.	RTE remercie l'UFE pour son retour. Dans son étude d'impact, RTE identifie comme un risque le fait que les RE ne tireraient pas pleinement parti des 30 minutes additionnelles pour s'équilibrer en se basant sur les retours collectés auprès des RE dans la cadre du sondage lancé le 10 avril 2024 et dont les résultats ont été restitués lors du GT RE du 19 septembre 2024. Ainsi, 45% des répondants indiquaient que la réduction du délai de neutralisation de 1h à 30 minutes n'impacterait par leurs stratégies d'équilibrage. Or, RTE rappelle que ce point est crucial car la réussite du modèle poursuivi au travers des règlementations européennes est conditionnée au fait que les RE arrivent les plus équilibrés possibles en entrée de la

			fenêtre opérationnelle. RTE partage sur le besoin de suivre avec les acteurs l'efficacité des mesures règlementaires (Pas 15', 96G) notamment sur le niveau de déséquilibre résiduel des RE dans le cadre de la concertation RE. En revanche, RTE rappelle que l'analyse des causes des déséquilibres relève de la responsabilité des RE. Enfin, en ce qui concerne l'imposition de coûts financiers supplémentaires, RTE rappelle que le dispositif du portage des coûts de réserves par les RE, concerté par ailleurs en GT RE et qui fera également l'objet d'une consultation publique de la CRE en T4 2025, prévoit que les coûts supplémentaires imposés aux RE soient proportionnels aux écarts constatés avec pour objectif in fine de réduire ces écarts.
UFE	Portage et mise en œuvre du plan d'action par RTE	Le plan d'action expose ensuite les chantiers prioritaires que RTE doit conduire pour assurer l'équilibrage du système électrique (EOD) et garantir la sûreté du réseau (RSO). Parmi les dispositions envisagées, les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent celles répondant aux besoins propres de RTE particulièrement sensibles : •Renforcement des outils, des processus et du modèle de sûreté (§3.2). •Evolution du mécanisme d'ajustement et de programmation pour intégrer davantage de flexibilité, notamment pour les énergies renouvelables, et fiabiliser les prévisions (§3.3). •Sécurisation des capacités transfrontalières pour les activations via MARI nécessitant de renforcer la coordination avec les GRD pour une gestion plus efficace des congestions réseau d'ici 2029 (§3.6). Ces chantiers structurants nécessitent que RTE mobilise l'ensemble des moyens nécessaires pour garantir leur aboutissement et leur fiabilité. Leur non-réalisation ne saurait justifier un transfert accru des coûts assurantiels vers les acteurs du système. Compte tenu de leur impact potentiel, il est essentiel (i) d'associer les acteurs à la conception des mécanismes et solutions techniques afin d'identifier les options les plus efficaces à l'échelle du système, et (ii) de leur offrir une visibilité suffisante sur les modalités de mise en oeuvre, afin qu'ils puissent adapter en conséquence le développement de leurs systèmes d'information et automatismes.	RTE remercie l'UFE pour ces retours. RTE est pleinement mobilisé dans la mise en œuvre de la réduction du délai de neutralisation à 30 minutes et partage sur le besoin d'associer les acteurs concernés aux chantiers présentés dans la feuille de route ainsi que sur leur planning de mise en œuvre. Ainsi, les travaux pour moderniser le mécanisme d'ajustement et le dispositif de programmation ainsi que ceux visant à améliorer la coordination avec les GRD font l'objet de concertation avec la CRE et les acteurs concernés. Le dispositif du portage des coûts de réserves par les RE concerté par ailleurs en GT RE et qui fera également l'objet d'une consultation publique de la CRE en T4 2025, prévoit que les coûts supplémentaires imposés aux RE soient proportionnels aux écarts constatés avec pour objectif in fine de réduire ces écarts. Cette approche permet ainsi de distinguer ce qui relève des coûts liés aux écarts constatés des RE des coûts assurantiels.
UFE	Développement des gisements mFRR	Les acteurs de marché au sein de l'UFE accueillent favorablement les propositions formulées par RTE (§3.1) concernant la refonte du processus de contractualisation des réserves RR-RC, lesquelles s'inscrivent dans le cadre de la mise en oeuvre des dispositions européennes relatives au marché de l'électricité. Toutefois, ils considèrent que le calendrier envisagé par RTE pour le lancement des nouveaux appels d'offres mFRR, à la hausse comme à la baisse, demeure particulièrement ambitieux. Comme l'indique RTE, les volumes disponibles lors de ces lancements devraient rester limités. A ce titre, afin de développer les volumes disponibles, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que plusieurs ajustements des règles de marché (notamment la mise en place d'un modèle	RTE remercie l'UFE pour ces retours. RTE rappelle que les travaux et le calendrier envisagé pour le lancement de l'appel d'offre du processus de contractualisation des réserves mFRR/RR (RR-RC) sont consultés avec les acteurs et la CRE. L'objectif est de lancer les nouvelles modalités des appels d'offres mFFR au plus tôt afin de laisser un délai suffisant à ces nouveaux gisements pour émerger avant janvier 2029. RTE rappelle que pour le poduit de mFRR hausse, le remplacement des produits

		d'insensibilisation similaire aux modèles corrigé ou régulé) pourraient permettre une pleine valorisation des sites de soutirage sur le mécanisme d'ajustement. RTE indique qu'un coût maximal de contractualisation des capacités sera déterminé chaque jour dans le cadre des nouveaux appels d'offres journaliers mFRR hausse/baisse. Les acteurs de marché au sein de l'UFE demandent à RTE une transparence accrue quant à la méthode de maîtrise des coûts qui sera appliquée dès le lancement de ces nouveaux mécanismes. En outre, RTE identifie la nécessité de définir une nouvelle méthodologie de dimensionnement des FRR, en lien avec le passage du DN à 30 minutes. Les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent auprès de RTE qu'il est essentiel que les responsables de réserve soient pleinement associés à l'élaboration de cette méthodologie. Enfin, ils demandent à RTE de fournir plus de visibilité sur l'arrêt des mécanismes RR-RC historiques, notamment en ce qui concerne la fin de la contractualisation des capacités en Réserves Complémentaires.	historiques par les produits refondus se fera de manière progressive et que les produits historiques coexisteront avec les produits refondus après le démarrage des nouveaux appels d'offre. RTE prend note du besoin de communiquer sur les modalités de la fin de contractualisation de la RC historique et communiquera prochainement ces éléments en GT RR-RC. RTE prend également note du besoin de transparence sur la nouvelle méthode de dimensionnement de la *Frequency Restoration Reserve*, et confirme qu'elle sera présentée prochainement en GT RR-RC.
UFE	Portage du coût de contractualisation des réserves FRR par les RE	Enfin, les acteurs de marché au sein de l'UFE s'opposent à la proposition de RTE visant à transférer des utilisateurs réseau aux RE une partie du coût de contractualisation des réserves d'équilibrage (§2.2). En effet, une telle mesure ne tient pas compte des spécificités actuelles du système électrique, ni des efforts déjà fournis par les RE pour contribuer à son bon fonctionnement. La définition des besoins en réserve d'équilibrage relève de la responsabilité du gestionnaire de réseau, en lien direct avec la structure du mix énergétique (capacité des moyens à contribuer à l'équilibrage, prévisibilité des EnR, nature des aléas, etc.) et les règles d'accès au marché (obligations de programmation, incitations à l'équilibrage, participation des nouveaux actifs, etc…). Il est à noter que les besoins en aFRR augmentent déjà, indépendamment de la réduction du délai de neutralisation prévue pour 2029. Par ailleurs, on notera que les réserves secondaires sont principalement mobilisées pour corriger les déviations de fréquence liées aux pas de marché (DFDs). Ces déséquilibres ne relèvent pas de la responsabilité des responsables d'équilibre (RE), qui ne peuvent les éviter. Par conséquent, le coût des réserves contractés pour y faire face ne devrait pas leur être imputé. De plus, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que la proposition du portage d'une partie des coûts de contractualisation des réserves intervient en amont de la définition de la méthode de dimensionnement des réserves de mFRR. En effet, bien que RTE s'oriente vers une méthode de dimensionnement globale de la FRR basée sur l'analyse des déséquilibres constatés du système (§3.1), cette méthode n'a pas encore été approuvée. Dès lors, ils soulignent qu'il paraît prématuré d'aborder des éléments de paramétrage d'un éventuel partage des coûts de contractualisation des réserves FRR, alors que la méthodologie dimensionnement n'est à date pas arrêtée. Selon l'article L. 341-2 du code de l'Energie, c'est au gestionnaire de réseau qu'incombe la responsabilité de l'exploitation du système électrique. Les acteurs de marché au sein de l'UFE considèrent donc que le coût des réserves doit être supporté par RTE, qui dispose des leviers nécessaires pour en assurer une gestion optimale. Transférer ces coûts aux RE risquerait de réduire les incitations de RTE à optimiser le dimensionnement des réserves et à adapter les règles de marché. Les RE, de leur côté, sont déjà fortement incités à équilibrer leur périmètre par le mécanisme des Ecarts, renforcé depuis 2023 par l'activation au merit order du réglage secondaire de fréquence	RTE remercie l'UFE pour ces retours. RTE prend note des retours de l'UFE. Le sujet est en cours d'instruction dans la concertation RE et fera aussi l'objet d'une consultation publique de la CRE au T4 2025. RTE partage sur le besoin d'apporter des éléments complémentaires en vue de la consultation publique organisée par la CRE.

		Un transfert des coûts de capacité ne peut raisonnablement s'envisager qu'à partir du moment où les RE ont les moyens d'agir sur leurs déséquilibres, notamment à l'approche du temps réel. L'approche centralisée et proactive de RTE n'est aujourd'hui pas compatible. En effet, les acteurs de marché au sein de l'UFE soulignent que pour toute déviation à l'intérieur de cette fenêtre, le RE n'a pas les moyens ni le droit d'agir. Il n'est donc pas normal de sanctionner les RE sur cette fenêtre au-delà de l'actuelle pénalisation au prix des écarts alors qu'ils n'ont pas les moyens d'agir. Si ce transfert des coûts devait cependant avoir lieu, les données relatives aux déséquilibres réalisés devraient être celles de 2029, soit la date de passage à un délai de neutralisation 30'. Par ailleurs, faire porter aux RE un coût additionnel, incertain et difficilement prévisible, entraînerait une hausse des prix pour les consommateurs, les fournisseurs intégrant une prime de risque dans leurs offres. Ce surcoût serait mécaniquement plus élevé qu'un financement via le TURPE. Enfin, plusieurs évolutions récentes du marché (pas de 15 minutes, généralisation des guichets, nouveaux indicateurs de programmation) modifient profondément les pratiques des RE. Il serait prématuré d'ajouter une contrainte financière supplémentaire sans avoir évalué les effets de ces changements.	